

иметь смысл, когда будет сформирована система поддержания пластового давления (ППД) создание которой планируется на третьей стадии разработки месторождения. Действие данного вида геолого-технических мероприятий (ГТМ) будет заключаться в необходимости снижения темпов увеличения обводненности добываемой продукции. Применение физико-химических технологий на нагнетательных скважинах с целью выравнивания профиля притока является ещё одним способом повышения эффективности системы ППД путем переориентирования закачки с промытых в непромытые низкопроницаемые интервалы. Для проведения физико-химического воздействия на пласт следует выбирать участки с высоким темпом возрастания обводненности продукции скважин. Для применения можно рекомендовать комплексные технологии физико-химического воздействия, заключающиеся в последовательной закачке в пласт через нагнетательные скважины гелеобразующих и стимулирующих агентов в комбинации с солянокислотными обработками.

В целях повышения эффективности процесса освоения скважин и снижения отрицательного влияния технологических процессов при освоении на коллекторские свойства пластов рекомендуется: при промывках, работах по вызову притока, СКО и других операциях применять в качестве промывочных жидкостей рассолы расчетного удельного веса, обработанные ПАВ в количестве 0,30 – 0,50 % к объему. Это позволит сохранить коллекторские свойства пласта, предотвратит выпадение солей. Кроме того, не следует производить перфорацию, если сразу не предусматривается освоение скважины (это необходимо для предотвращения длительного контакта продуктивных пластов с жидкостями, заполняющими колонну).

На основании вышеизложенного, нефти палеозойских отложений являются высокопарафинистыми. При добыче этих нефтей происходит выпадение парафиновых отложений в трубопроводах [4], что может приводить к уменьшению их эффективного диаметра, вплоть до полной закупорки. Парафины могут вредить различным технологическим установкам, оборудованию, снижать точность измерений и эффективность обработки. На промысле проводится широкий спектр мероприятий по борьбе с парафиноотложениями, что ещё раз даёт понять серьёзность проблемы. Под механическими методами удаления парафинов понимают использование скребков, лебёдок, покрытий на трубах, насосные штанги из особых материалов, и так далее. Тепловые методы включают в себя использование греющего кабеля, периодические промывки трубопроводов горячими жидкостями или газами с помощью специальных агрегатов, устьевые нагреватели. К химическим методам можно отнести обработку скважин различными ингибиторами выпадения парафиновых отложений, растворителями, а также иными химическими реагентами. Также для борьбы с парафиноотложениями применяют магнитные и электрические устройства обработки скважинной продукции.

Подводя итог, можно сказать, что добыча палеозойской нефти сопряжена с некоторыми трудностями, но открывающиеся перспективы мотивируют недропользователей находить пути развития в этой сфере. Методы воздействия на пласт, особые технологии бурения и борьба с отложениями парафинов позволяют добывать нефть из ранее недоступных залежей. Поступательное развитие этих технологий в купе с новыми разработками позволит использовать потенциал палеозойских отложений максимально эффективно.

Литература

1. Михайличенко А. В. Инновационная технология Tesco - бурение на обсадной колонне Casing Drilling. "Нефть. Газ. Новации", 2011, №12, с. 34-40
2. Шерстнев Н.М., Гурвич Л.М., Булина И.Г. и др. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин. М.: «Недра», 1988. с. 184
3. Тимонов А. В., Загуренко А. Г. Оптимизация технологий гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «НК «Роснефть». "Нефтяное хозяйство", 2006, №11, с. 68-73
4. Тугунов П.И., Яблонский В.С. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по нефтепроводам. М., «Недра», 1973, с. 88

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ УЛАВЛИВАНИЯ ЧАСТИЦ В ЦИКЛОННЫХ АППАРАТАХ ПРИ ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

Д.А. Городиллов

Научные руководители: профессор П.Н. Зятиков, старший преподаватель Л.В. Чеканцева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазоконденсатные месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки, характеризуются снижением пластового давления, увеличением обводненности и значительным выносом механических примесей. При этом повышается нагрузка по производительности на входные сепараторы, что снижает их эффективность по очистке скважинной продукции и оказывает негативное воздействие на всю систему подготовки продукции к транспорту.

По данным НижневартовскНИПИнефть, продукция, выходящая на поверхность из нефтяных скважин Самотлорского месторождения, содержит от 250 до 450 мг/л механических примесей. Состав этих примесей представлен на 1/3 продуктами коррозии и на 2/3 – песком с фракциями:

- От 80 мкм до 1,5 мм – 3 %;
- От 10 до 80 мкм – 80 %;
- Менее 10 мкм – 7 %.

Содержание механических примесей, превышающее 1 г/л, существенно осложняет работу нефтяных скважин и приводит к заклиниванию плунжера в цилиндре глубинного насоса ШГНУ, повышенному

гидроабразивному износу клапанов и пары плунжер-цилиндр. По данным ОАО «Томскнефть», основной (около 30%) причиной отказов УЭЦН является их засорение механическими примесями. Для нагнетательных скважин концентрация механических примесей до 60 мг/л не оказывает существенного влияния на их состояние (за исключением слабопроницаемых коллекторов, менее 0,2 мкм²). Но даже небольшое увеличение концентрации выше 60 мг/л приводит к заметному снижению приемистости скважин [1].

Кроме этого, при добыче газа присутствие различных агрессивных химических соединений будет приводить к износу труб и разрушению рабочих частей технологического оборудования по подаче и использованию природного газа, а также негативно сказываться на работоспособности контрольно-измерительной аппаратуры компрессорных станций и трубопроводов.

Газодобывающие компании в таких условиях вынуждены осуществлять модернизацию или реконструкцию существующего технологического оборудования в целях соблюдения требований к качеству товарного газа, установленных СТО Газпром 089-2010.

Одним из эффективных решений проблемы присутствия механических примесей в газе или нефти является метод центробежной очистки. При этом методе удаление механических примесей происходит под действием центробежной силы [2].

Для реализации центробежной очистки используют аппараты двух типов: гидроциклоны и центрифуги.

Для исследования этой проблемы была использована установка, предназначенная для моделирования и определения основных параметров процесса улавливания механических примесей и твердых гидратов в газовом потоке трубопровода с применением эжектора.

Установка состоит из эжектора 2 снабженного приемной воронкой 1 с регулируемым центральным соплом. К выходному срезу эжектора (диффузору) присоединен трубопровод. На выходе трубопровода смонтирован циклон 5 с форбункером 7. К выхлопному патрубку циклона присоединено колено с измерительной трубой 6. Питание установки сжатым воздухом осуществляется от баллона 3 емкостью 40 литров заполненного воздухом до 15 МПа, либо воздушным компрессором. Понижение давления воздуха до необходимого значения осуществляется рамповым редуктором ДКР-250 4. Подвод пониженного давления воздуха к редуктору производится через гибкий шланг. Схема экспериментальной установке представлена на рис. 1.

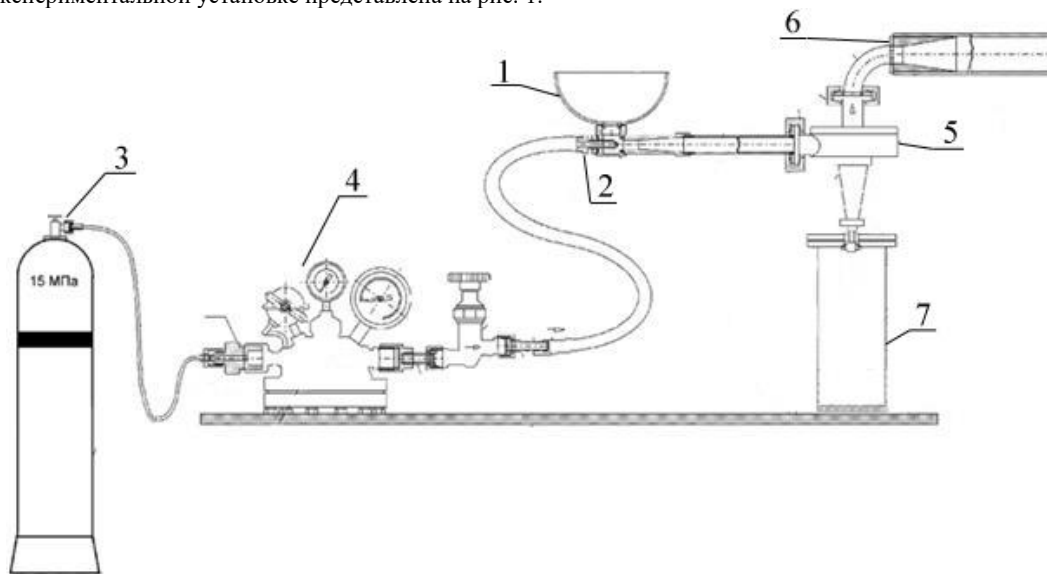


Рис 1 Установка отделения механических примесей

Данная установка работает следующим образом. В приемную воронку 1 помещается песок с заданной дисперсностью. Из баллона через редуктор 4 подается воздух с необходимым давлением на эжектор 2. В результате эжекционного эффекта образуется движения газового потока с механическими примесями по транспортной трубе, затем двухфазный поток поступает в циклон 5. В результате движения двухфазного потока по касательной к внутренней поверхности корпуса в циклоне происходит вращение потока неочищенного газа со скоростью, обеспечивающей появление центробежной силы, превышающей силу тяжести. При этом тяжелые частицы механических примесей под действием центробежной силы накапливаются у внутренней поверхности корпуса циклона. Здесь частицы теряют центробежную скорость, избавляются от воздействия центробежной силы, преодолевая силы трения, под воздействием собственной тяжести смещаются вниз в форбункер [3].

В ходе работы были получены данные о степени очистки газа при различной концентрации от 20 г/м³ до 75 г/м³ при расходе газа от 70 м³/ч до 90 м³/ч. Лабораторные испытания показали работоспособность данного способа очистки газа. На рис.2 представлен график результатов стендовых испытаний установки по очистке газа с концентрацией механических примесей 75 г/м³ для песка дисперсностью d₁=1,5-2 мм и d₂=50-80 мкм.

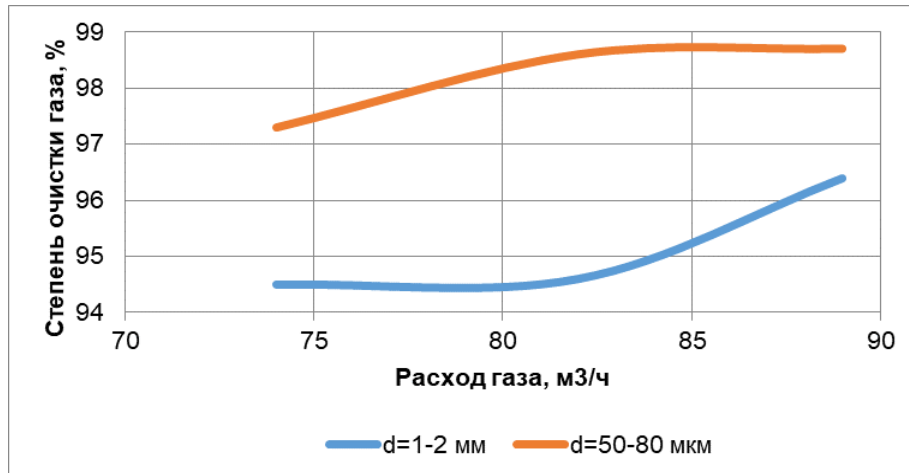


Рис.2 График зависимости эффективности удаления механических примесей от расхода газа.

Как видно из рис.2 установка может с высокой эффективностью улавливать механические частицы размером 50-80 мкм и чуть менее эффективно более крупные – 1,5-2 мм. С повышением подачи газа обеспечивается лучшая его сепарация.

В результате проведенной работы получены результаты стендового испытания установки по очистке газа от механических примесей, доказана ее эффективность и выявлена зависимость степени очистки от расхода газа, определены оптимальные параметры ее работы.

Литература

1. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов и др.; Под ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгузина. – Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы “Монография”», 2003. – 302 с.
2. Подготовка нефти и газа к транспортировке: учебное пособие для СПО / Закожурников Ю.А. – Волгоград: Издательский Дом «Ин-Фолио», 2010. – 176 с.
3. В.И. Юрков, И.В. Свиридов и др. Циклон/Изобретения и рацпредложения в нефтегазовой промышленности. – Москва, 2004. – №2. – с. 54 – 55.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАГЕНТА «АКТИВНОЙ ЦЕЛЛЮЛОЗНОЙ МУКИ» ДЛЯ РАБОТ ПО ВЫРАВНИВАНИЮ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ И РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В БОБРИКОВСКИХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ

М.Е. Домрачев, П.В. Исаев, Ф.А. Губайдуллин

Научный руководитель – доцент Ф.А. Губайдуллин

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

В работе представлены результаты ранее выполненных опытно-промышленных работ (ОПР) по выравниванию профиля приемистости (ВПП) и ремонтно-изоляционных работ (РИР) с использованием композиции активной целлюлозной муки (АЦМ) в коллекторах бобриковского горизонта.

Месторождения в геологическом отношении располагаются в западной части Жигулевско-Оренбургского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Залежи нефтяные, пластово-сводовые и пластово-сводовые литологически экранированные. Нефтеносными отложениями месторождений являются терригенные пласты Б₀, Б₁, Б₂ бобриковского и тульского горизонтов визейского яруса, карбонатный пласт Б₃ упинского горизонта турнейского яруса, карбонатный пласт С_{1т} турнейского яруса и пласт А₄ башкирского яруса (таблица).

Таблица

Коллекторские свойства продуктивных пластов месторождений

Месторождение	Горизонт, ярус, пласт	Толщина, м		Порист., д. ед. средн.	Нефтена сыщ., д.е средн.	Прониц., мкм ² средн.	Коеф. расч. средн.	Коеф. песч. средн.
		общая средн.	неф-тен. средн.					
Х	С _{1bb} , пласт Б ₀	4,3	2,6	0,21	0,76	0,103	0,809	1,6
	С _{1bb} , пласт Б ₁ +Б ₂	2,5	3	0,25	0,82	0,43	0,913	1,33
У	С _{1bb} -С _{1tl} , пласт Б ₀	1,9	1,75	0.17/0.22	0.59/0.75	0,207	1,2	0,8
	С _{1bb} , пласт Б ₁	9,6	6,1	0,2	0,8	1,165	2,1	0,8
	С _{1bb} , пласт Б ₂	3,6	3,6	0,2	0,72/0,79	1,165	2,2	0,7
	пласт С _{1т}	5,1	2,5	0,14	0,75	1,11	1,2	0,7